

Consecuencias del aumento de energías renovables y autoconsumo fotovoltaico en la demanda eléctrica en la España peninsular

Consequences of the increase in renewable energies and photovoltaic self-consumption on electricity demand in peninsular Spain

■■■■
Marcos Garrido-Herrero, Miguel A. Jaramillo-Morán y Diego Carmona-Fernández
Universidad de Extremadura (España)

DOI: <https://doi.org/10.52152/D11356>

1. INTRODUCCIÓN

Actualmente se está produciendo un gran cambio a nivel mundial en la generación de energía eléctrica, pasando de las fuentes de energía fósiles a otras basadas en recursos renovables. Son cada vez más los particulares y empresas que se pasan al modelo de autoconsumo fotovoltaico, desconectándose parcial o totalmente de la red eléctrica, debido tanto al aumento del precio de la electricidad como al abaratamiento de las instalaciones y los cambios en la regulación de dichas instalaciones (1).

A nivel internacional las regulaciones más importantes han sido la COP3 (Conferencia de las Partes) en 1.997, conocida como los protocolos de Kioto, centrados en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En 2.015 fue la COP21, llamada acuerdo de París, instando a los países a limitar el calentamiento global por debajo de los 2° C. A nivel europeo, en 2018 se lanzó la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo que establece un marco común para promover, entre otras medidas, la generación de energía a partir de fuentes renovables, el autoconsumo individual y comunitario, la reducción de gases de efecto invernadero y la mejora de la eficiencia energética. En 2.019 tenemos el Pacto Verde Europeo, el cual establece unos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero del 55% para 2.030 y neutralidad climática para 2.050.

Recientemente (2024), en la COP28 se alcanzó el Acuerdo de Dubái, donde

se fijan múltiples objetivos entre los que destacan triplicar la capacidad global de energías renovables, alcanzar las cero emisiones para mediados de siglo, abandonar los combustibles fósiles, promover el transporte sostenible y eliminar gases contaminantes distintos del CO₂.

Las directivas generadas a nivel europeo deben ser transcritas al marco regulatorio de cada uno de los países miembros de la Unión Europea para que puedan ser aplicadas. En el caso de España las regulaciones que promueven la instalación de plantas fotovoltaicas y del autoconsumo han experimentado muchos altibajos a la hora de promover su instalación. Así, en 2.007 el Real Decreto (RD) 661/2007 establecía un marco de remuneración a las energías renovables con el objetivo de promover su implantación a gran escala. Sin embargo, un año después, en 2008, estas ayudas fueron drásticamente limitadas con el RD 1578/2008. La situación empeoró en 2.015 con la publicación del RD 900/2015, conocido como "impuesto al sol", en el que se establecía la obligación de las instalaciones de autoconsumo de contribuir al coste y al mantenimiento de las líneas de distribución incluso sin estar conectadas, lo que provocó un parón en la instalación de nuevos paneles. Esta norma se elimina en 2018 mediante el Real Decreto Ley (RDL) 15/2018 y, como consecuencia, se dispara la instalación nuevas plantas fotovoltaicas, siendo especialmente significativo el incremento de las dedicadas a autoconsumo. En 2.020 se publica el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) que promueve la implantación de las energías renovables y fomenta la eficiencia energética, haciendo mención concreta al autoconsumo. Debido a su rápida implantación y al éxito obtenido está siendo revisado para ampliar sus objetivos.

Durante 2023 hubo muchos cambios en las normativas para facilitar la instalación de las energías renovables, y algunos relativos al autoconsumo. Destacan el RDL 5/2023 de 28 de junio que amplía los plazos administrativos relacionados con permisos de acceso para instalaciones de generación y almacenamiento de energía. El RDL 8/2023 de 27 de diciembre busca impulsar las energías renovables en España, ofreciendo mayor flexibilidad a los proyectos, promoviendo el autoconsumo y la generación distribuida, e incluyendo criterios de sostenibilidad en las subastas. Estas medidas buscan adaptar el marco regulatorio a los desafíos de la transición energética. Los RD 444/2023, RD 445/2023 y 446/2023 de 13 de junio buscan adaptar la legislación española a las normativas europeas, garantizar una evaluación ambiental más eficiente y actualizada, y proteger a los consumidores de electricidad frente a la volatilidad de los precios.

Todas estas iniciativas regulatorias, junto con la creciente concienciación social por un uso eficiente y sostenible de la energía, han hecho que en España se produzca una auténtica transición ecológica hacia el uso prioritario de fuentes de energía sostenibles. Sin embargo, este cambio en la forma de producir energía, fundamentalmente electricidad, ha hecho que surjan problemas estructurales en la red y en el sistema de producción, que requieren de un análisis detallado para poder afrontarlos y adaptar el sistema eléctrico español a estas nuevas circunstancias. El objetivo de este trabajo se centra en ello, proporcionando un análisis de la influencia de la generación fotovoltaica en general y del autoconsumo en particular en la demanda de electricidad en la España peninsular que permita conocer mejor las consecuencias que su rápido crecimiento ha tenido en el sistema eléctrico español peninsular.

El resto del artículo se organiza como sigue: en la Sección 2 se estudia la evolución de la producción de electricidad en España peninsular en los últimos años, en la Sección 3 se analiza el efecto del autoconsumo fotovoltaico en su demanda global, en la Sección 4 se pone de manifiesto la relación entre producción fotovoltaica y precios de la electricidad y, finalmente,

en la Sección 5, se presentan las conclusiones.

2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD EN LA ESPAÑA PENINSULAR

Todos los cambios de normativa apuntados, junto con la evolución de los precios de emisiones de CO₂, y más recientemente la bajada de precio de los paneles solares, han propiciado que la generación de energía renovable sea cada vez más importante en el mix de producción. Su evolución desde 2014 puede verse en la Figura 1 (2). Como puede apreciarse, en este periodo la producción de electricidad se basa principalmente en cinco fuentes: nuclear, eólica, hulla, gas natural e hidráulica. A partir de 2018 empiezan a producirse cambios, empezando por la caída hasta casi su eliminación de la hulla como fuente de energía eléctrica, debido principalmente al aumento de los precios de emisión de CO₂, al ser la más contaminante (1 Tm de CO₂ por cada MWh). A partir de 2019 empieza a crecer la fotovoltaica por los cambios normativos antes mencionados a costa de la hulla y parte del ciclo combinado.

La producción nuclear se ha mantenido más o menos constante, en torno al 21%, debido a su naturaleza y a que no se ha puesto en marcha o cerrado aún ninguna central en ese tiempo. La eólica he experimentado un ligero incremento, pasando del 20 % al 27 %. Como su instalación no ha sufrido los avatares de los cambios legislativos con tanta intensidad como la fotovoltaica, su incremento en capacidad productiva ha resultado más estable. La producción con ciclo combinado muestra un comportamiento decreciente con algunas fluctuaciones y un pronunciado descenso a partir de 2022 motivado la subida del precio del gas por la guerra en Ucrania (3). Como este tipo de centrales tienen una gran flexibilidad para conectarse o desconectarse, permiten adecuar la producción de electricidad a la demanda, lo que las hace fundamentales hoy en día para poder compensar la falta de estabilidad de la producción renovable. La energía hidráulica, aunque tiene una capacidad más o menos constante de generar electricidad, depende mucho de la cantidad de agua embalsada, de forma que, en épocas de sequía, como las que periódicamente padecemos, y que algunas predicciones indican que pueden ir a más, su contribución a la generación eléctrica puede caer drásticamente.

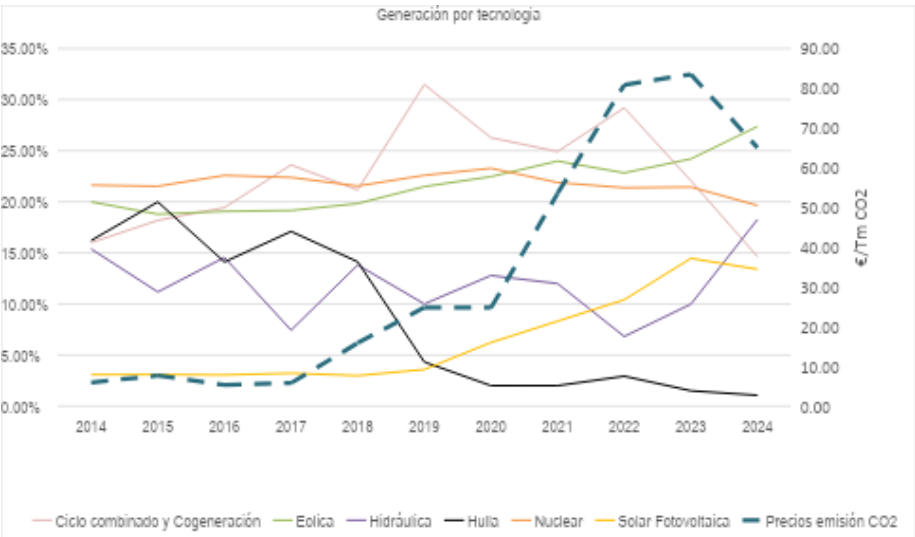


Figura 1. Evolución del mix de producción energético.

Para poder analizar de forma más precisa la evolución de la contribución de cada fuente al mix eléctrico sería conveniente hacerlo teniendo en cuenta la evolución del consumo eléctrico en la España peninsular en el mismo periodo de tiempo. Esta se muestra en la Figura 2 (2), donde puede verse como este consumo ha experimentado un significativo descenso desde 2018 (un poco más abrupto en 2020 a causa de la pandemia de COVID 19 (4)), coincidiendo con la entrada en vigor del RDL 15/2018 que promocionaba la instalación de plantas fotovoltaicas y de autoconsumo. Pero no solo el autoconsumo puede considerarse responsable de esta bajada, al ser una fuente de energía no computable en el mix, sino también la creciente concienciación de los consumidores sobre las ventajas de usar equipos con mayor eficiencia energética, que facilitan un ahorro energético a lo largo de toda su vida útil (5). Un buen ejemplo es la sustitución de alumbrado público tradi-

cional por iluminación LED, con el consiguiente ahorro energético (6).

Se puede, por tanto, concluir que la acción combinada de todos estos factores serían la responsable de la eliminación de las fuentes energéticas más contaminantes. En cualquier caso, el descenso del consumo no puede mantenerse en el tiempo, es más, debería crecer por los proyectos de creación de centros de datos con alto consumo energético y el proyecto de electrificación del parque automovilístico. En cualquier caso, lo que es innegable es que las políticas de apoyo a las energías renovables han dado frutos tangibles, consiguiendo eliminar aquellas más contaminantes.

3. EFECTO DEL AUTOCONSUMO EN LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

La contribución de la implantación de más plantas fotovoltaicas a la reducción de la producción de electricidad median-

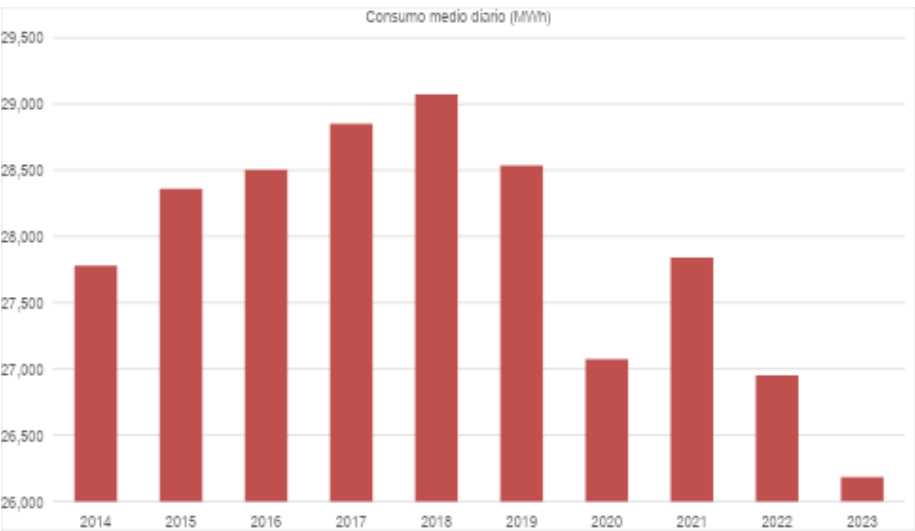


Figura 2. Evolución del consumo eléctrico en la España peninsular.

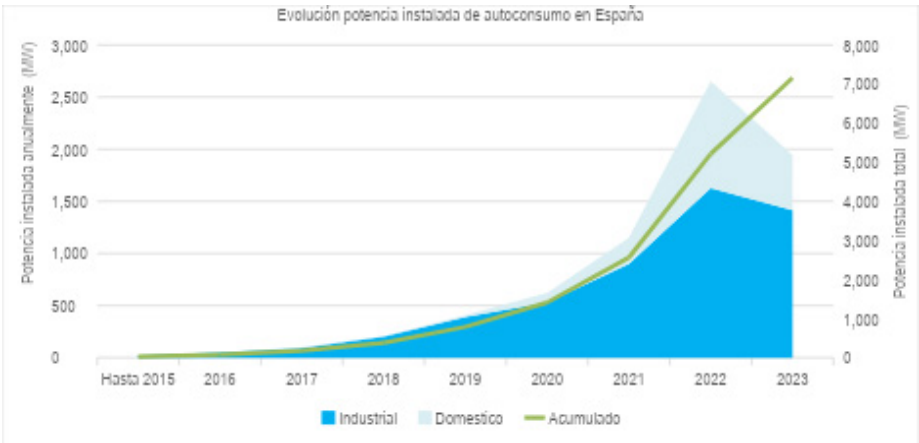


Figura 3. Evolución de la potencia instalada de autoconsumo en la España peninsular.

te el carbón parece clara, aunque puede ser un poco matizada por la disminución del consumo eléctrico. Es por ello que merece la pena analizarla con más detalle, evaluando una de las formas de implementarla que puede ser especialmente atractiva para los consumidores particulares: el autoconsumo. Se pueden considerar dos tipos de autoconsumo: el industrial y el doméstico. Ambos han presentado una evolución pareja, aunque hay que destacar el mayor aporte energético por parte de las instalaciones industriales frente al mayor número de instalaciones domésticas, en general de poca potencia. Su evolución en los últimos años se refleja en la Figura 3, según datos obtenidos del informe de 2023 de APPA (Asociación de Empresas de Energías Renovables). Como puede apreciarse claramente la contribución del autoconsumo a la producción de energía eléctrica era prácticamente testimonial hasta 2018, como consecuencia de unas normativas cambiantes. Sin embargo, a partir de ese año, y gracias a la publicación del RDL 15/2018, su producción crece de forma espectacular, hasta volver a sufrir una ralentización en 2023, año en

el que el número de nuevas instalaciones bajó respecto al año anterior. Es fácil deducir que según aumenta la potencia instalada para autoconsumo va descendiendo la demanda de la red, sobre todo cuando esta potencia alcanza ya valores considerables. Es especialmente significativo el fuerte incremento experimentado en 2022, que puede achacarse tanto a la guerra en Ucrania, y la consiguiente crisis energética en Europa que incrementaron enormemente los precios del gas, y por consiguiente de la electricidad (3,7), como al descenso del precio de los paneles fotovoltaicos. Es importante matizar que en autoconsumo solo podemos hablar de potencia instalada, y en todo caso estimar una potencia generada, ya que no se dispone de los datos de producción particular de cada instalación.

En la Figura 4 (2) vemos representada la demanda eléctrica de un mismo día de la semana del mismo mes a lo largo de varios años. Para analizarla adecuadamente hay que tener en cuenta que el autoconsumo implica que la energía producida por esta fuente no será demandada a la red eléctrica. Se aprecia que coincidiendo con

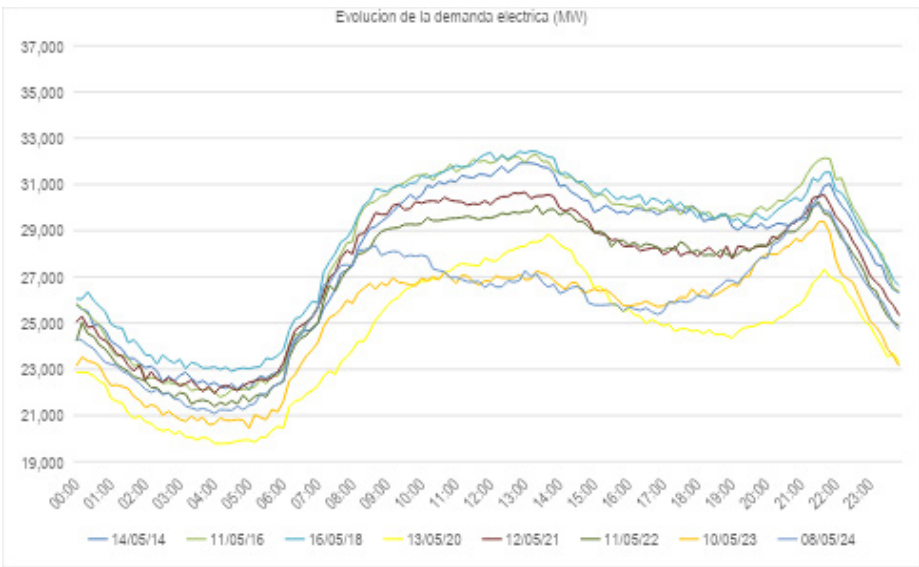


Figura 4. Evolución de la demanda a lo largo de un mismo día en España peninsular en los últimos años.

al aumento de potencia instalada para autoconsumo se produce un aplanamiento de la curva de demanda en las horas centrales del día. Este efecto se le denomina "curva del pato" (8). Por otro lado, en las horas nocturnas, en las que no se genera energía fotovoltaica, el descenso en la demanda está justificado principalmente por la instalación de sistemas de iluminación urbanos más eficientes (6).

En la Figura 5 podemos analizar la demanda media diaria por franja horaria desde 2014 a 2023 distinguiendo 3 partes. La primera hasta 2019, previa al crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas, el 2020 como año anómalo por el confinamiento debido al Covid 19, y los años posteriores de cambios importantes en el mix energético y perfiles de consumo. Como se aprecia en el análisis en las horas nocturnas hay un descenso de consumo aproximado de un 7% y en las horas centrales del día la llamada "curva del pato" provoca descensos superiores al 10% con respecto a la media anterior. El efecto del autoconsumo sobre la demanda parece claro, pero es limitado, no pudiendo ir más allá de las horas de luz. Esto, obviamente, es aplicable también a las plantas fotovoltaicas. Por tanto, por ahora, esta tecnología solo puede representar una opción válida en la producción de energía renovable durante las horas de luz. Fuera de este margen, la producción eléctrica debe recaer en otras tecnologías.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que más allá de estos datos, la descarbonización del sistema eléctrico y la apuesta por las energías renovables está muriendo de éxito, ya que el gran potencial renovable instalado no se está aprovechando al 100%, habiendo muchas horas en las que la producción supera la demanda, provocando desequilibrios en la red y precios de la energía eléctrica de 0€o incluso precios negativos. Estos precios podrían complicar las futuras inversiones en fuentes renovables al poner en entredicho el retorno de la inversión. Como problema añadido tenemos que la red eléctrica no está preparada para aprovechar todo el potencial fotovoltaico instalado, debido a lo cual en 2023 se desaprovecharon 1.642 GWh provenientes de excedentes de instalaciones de autoconsumo, los cuales equivalen al 18% del total de la energía fotovoltaica generada en instalaciones de este tipo según datos obtenidos del informe anual de autoconsumo 2023 publicado por APPA (9). Este efecto ya se puede percibir en el descenso en el número de nuevas instalaciones de autoconsumo durante 2023 que se muestra en la Figura 3.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Promedio 2014-2019	Descenso 2021	Descenso 2022	Descenso 2023
0	25.558	26.169	26.252	26.559	26.612	26.119	24.849	25.600	24.708	24.248	26.228	98%	94%	92%
1	23.862	24.412	24.547	24.906	24.917	24.520	23.305	24.141	23.345	22.845	24.527	98%	95%	93%
2	22.650	23.211	23.357	23.763	23.716	23.375	22.218	23.059	22.311	21.819	23.345	99%	96%	93%
3	22.066	22.613	22.776	23.207	23.166	22.804	21.661	22.511	21.770	21.277	22.772	99%	96%	93%
4	21.803	22.380	22.541	22.975	22.938	22.607	21.448	22.305	21.560	21.062	22.541	99%	96%	93%
5	22.029	22.596	22.809	23.230	23.191	22.862	21.669	22.587	21.835	21.325	22.786	99%	96%	94%
6	23.381	23.976	24.281	24.676	24.679	24.345	23.069	24.136	23.385	22.946	24.223	100%	97%	95%
7	25.641	26.288	26.631	27.021	27.156	26.735	25.077	26.392	25.584	25.239	26.579	99%	96%	95%
8	27.580	28.251	28.531	28.889	29.139	28.626	26.700	27.999	27.062	26.666	28.503	98%	95%	94%
9	29.237	29.863	30.112	30.438	30.821	30.235	28.354	29.369	28.223	27.459	30.117	98%	94%	91%
10	30.473	31.069	31.219	31.508	31.937	31.289	29.523	30.311	29.038	27.828	31.249	97%	93%	89%
11	30.936	31.501	31.645	31.952	32.404	31.738	30.126	30.701	29.350	27.805	31.696	97%	93%	88%
12	31.127	31.665	31.825	32.150	32.611	31.977	30.518	30.938	29.613	27.850	31.892	97%	93%	87%
13	31.279	31.795	31.940	32.294	32.738	32.130	30.898	31.193	29.917	28.104	32.029	97%	93%	88%
14	30.446	31.041	31.197	31.593	32.075	31.504	30.410	30.850	29.712	27.948	31.309	99%	95%	89%
15	29.542	30.201	30.367	30.789	31.256	30.683	29.214	29.874	28.957	27.374	30.473	98%	95%	90%
16	29.201	29.872	30.028	30.433	30.825	30.236	28.556	29.324	28.574	27.188	30.099	97%	95%	90%
17	29.270	29.910	30.033	30.418	30.721	30.104	28.388	29.152	28.548	27.530	30.076	97%	95%	92%
18	29.800	30.427	30.492	30.815	30.993	30.375	28.768	29.399	28.864	28.255	30.484	96%	95%	93%
19	30.440	31.048	31.109	31.418	31.551	30.917	29.379	30.040	29.481	29.169	31.081	97%	95%	94%
20	31.066	31.631	31.722	32.032	32.187	31.610	30.062	30.819	30.138	30.008	31.708	97%	95%	95%
21	31.397	31.909	32.001	32.234	32.409	31.789	30.329	30.978	30.151	30.087	31.956	97%	94%	94%
22	29.934	30.427	30.495	30.689	30.846	30.208	28.790	29.356	28.404	28.220	30.433	96%	93%	93%
23	27.577	28.107	28.163	28.382	28.507	27.915	26.568	27.083	26.170	25.905	28.108	96%	93%	92%

Figura 5. Demanda eléctrica media en MWh por franja horaria de 2014 a 2023 y desviaciones de los últimos años.

Actualmente, la red eléctrica española necesita una gran renovación y fuertes inversiones para poder hacer frente al crecimiento de instalaciones generadoras renovables. Por motivos técnicos se están denegando miles de MW de conexión a red, algo inadmisibles si se quiere suministrar toda la energía que el desarrollo industrial demanda. Es por ello por lo que, aunque las inversiones que se están realizando son las mayores de la historia, es muy probable que sean insuficientes.

4. PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

La creciente implantación de plantas fotovoltaicas en general e instalaciones de autoconsumo en particular ha tenido un fuerte impacto en la evolución de los precios de la electricidad como puede verse en la Figura 6 (2). El precio fluctúa entorno a los 50 €/MWh desde 2014 hasta 2021, lo que indica un comportamiento estable. A partir de esta fecha el precio se dispara hasta quintuplicarse a principios de 2022, debido a la inestabilidad de los mercados energéticos provocada por la guerra de Ucrania y la posibilidad de un corte del suministro de gas natural procedente de Rusia, lo que provocó un encarecimiento del gas (3,7) y por consiguiente de la electricidad. No obstante, conforme el conflicto se estancaba, esta incertidumbre ha disminuido, provocando la consiguiente caída de precios, hasta volver a sus valores normales.

Sin embargo, más significativo que los precios medios es el puntual intradiario,

que refleja su evolución a lo largo del día. En la Figura 6 puede verse una comparativa de esta evolución para la misma semana entre los años 2016 y 2024 (2). Como puede apreciarse, los precios apenas fluctúan los años 2016, 2018 y 2020, con un leve descenso en este último debido a los efectos de la pandemia de COVID-19 (4). En 2021 aparece no solo una subida del precio, sino, y esto es lo más significativo, amplias oscilaciones en su evolución diaria. Este doble efecto se ve aumentado en 2022 coincidiendo con los valores más altos del precio de la electricidad. Entre 2023 y 2024 los precios medios caen significativamente, pero sus fluctuaciones diarias aumentan de forma notable.

Puede apreciarse como el precio de la electricidad ha pasado de ser estable a lo

largo del día a sufrir grandes oscilaciones, entre los 100€/MWh a las horas del anochecer, y precios alrededor de 0€/MWh a mediodía. La correlación con el perfil de producción de energía fotovoltaica es clara y sugiere que es la responsable de estas fuertes fluctuaciones. Y ello porque el precio de la electricidad, según el algoritmo EUPHEMIA, lo fija la última fuente que entra en el mix, que, para las horas de mayor intensidad lumínica es la fotovoltaica con un precio de 0 €.

5. CONCLUSIONES

Siguiendo la tendencia internacional, en España se ha promovido la instalación de energías renovables como fuente de energía eléctrica limpia con el fin de evitar los gases de efecto invernadero y cumplir los compromisos de emisiones. Esta promoción ha animado también a los usuarios a instalar sistemas de autoconsumo que les permitan reducir su factura eléctrica, con la consiguiente caída en la demanda eléctrica en la red al ser parcial o totalmente autosuficientes eléctricamente.

Este incremento en el uso de energías renovables está provocando desequilibrios en la red eléctrica peninsular debido a que no se puede gestionar la producción de dichas tecnologías al depender exclusivamente de la meteorología. Por otro lado, la propia red no está preparada para gestionar la energía intermitente de las nuevas plantas fotovoltaicas y los excedentes del autoconsumo que se vierten a red, lo cual está provocando que en horas de alta producción fotovoltaica se pierda energía por falta de demanda y en las horas nocturnas es necesario arrancar sistemas de generación no renovables e independientes de la luminosidad y la meteorología y con mayores costes de generación.

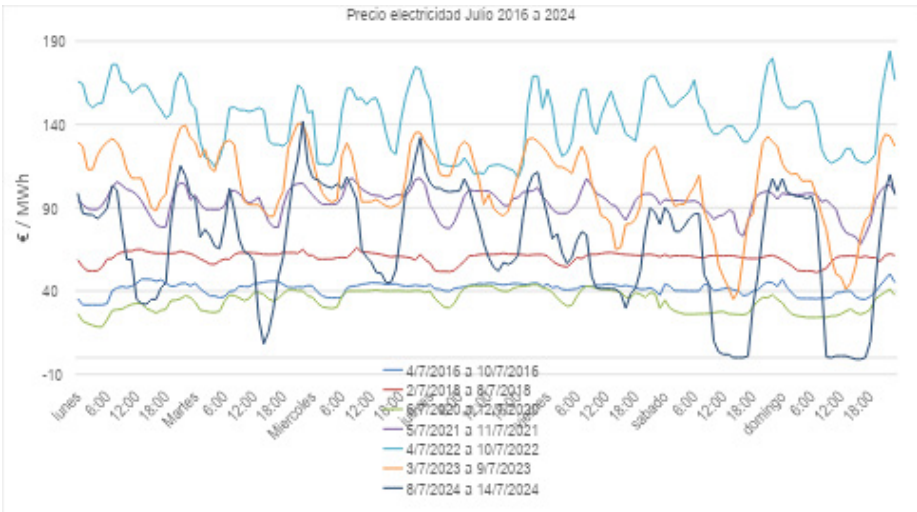


Fig. 6. Evolución del precio SPOT a lo largo de una semana de junio en los últimos años.

Si queremos aspirar a tener emisiones 0, debemos solventar las faltas de producción renovable, siendo la solución más lógica el uso de sistemas de almacenamiento (10,11). De esta manera, se almacenarían los excedentes energéticos producidos durante el día para verterlos a red durante la noche. Así no se desperdiciarían los excedentes y no sería necesario usar fuentes no renovables. Los sistemas más comunes y sobre los que más se está investigando son el almacenamiento hidráulico por bombeo, el hidrógeno o el almacenamiento por gravedad entre otros, ya que, hoy en día, el almacenamiento con baterías convencionales representaría una inversión muy importante. Este tipo de instalaciones deben superar un criterio de rentabilidad, de tal manera que los beneficios de comprar electricidad barata y venderla en horario caro supere los costes de instalación y almacenamiento. Esto lleva a pensar que el almacenamiento no va a estabilizar los precios, sino que evitará que se arranquen plantas contaminantes en horas de baja producción renovable. En cualquier caso, la transición a fuentes de energía limpias y el desarrollo de nuevas tecnologías de producción y de sistemas de almacenamiento es un movimiento imparable que debe llevarnos a una generación de energía sostenible y económica.

8. California's 'Duck Curve' Arrives Well Ahead of Schedule. *The Electricity Journal*. 2016 Jul;29(6):71-2.
9. APPA. 2023 Informe anual del autoconsumo fotovoltaico [Internet]. 2023 [cited 2024 Apr 15]. Available from: <https://www.informeaautoconsumo.es/wp-content/uploads/2024/01/Informe-Autoconsumo-Fotovoltaico-2023.pdf>
10. Bonilla-Campos I, Sorbet FJ, Astrain D. Radical change in the Spanish grid: Renewable energy generation profile and electric energy excess. *Sustainable Energy, Grids and Networks*. 2022 Dec 1;32.
11. Gómez-Calvet R, Martínez-Duart JM, Gómez-Calvet AR. The 2030 power sector transition in Spain: Too little storage for so many planned solar photovoltaics? Vol. 174, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd; 2023.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo ha sido financiado con el proyecto TED2021-131671B-I00 del MCIN/AEI /10.13039/501100011033 y los fondos NextGeneration EU/ PRTR de la Unión Europea.

REFERENCIAS

1. Saez R, Boer D, Shobo AB, Vallès M. Self-consumption potential and surplus compensation policy impact on rooftop photovoltaic systems in Spain. *Renew Energy*. 2024 Aug 1;229.
2. REE. Red Eléctrica de España [Internet]. [cited 2024 Jun 30]. Available from: <https://www.esios.ree.es/es>
3. Chyong CK, Henderson J. Quantifying the economic value of Russian gas in Europe in the aftermath of the 2022 war in Ukraine. *Energy*. 2024 Apr 1;292.
4. Corpus-Mendoza AN, Ruiz-Segoviano HS, Rodríguez-Contreras SF, Yañez-Dávila D, Hernández-Granados A. Decrease of mobility, electricity demand, and NO2 emissions on COVID-19 times and their feedback on prevention measures. *Science of the Total Environment*. 2021 Mar 15;760.
5. Kim YJ, Brown M. Impact of domestic energy-efficiency policies on foreign innovation: The case of lighting technologies. *Energy Policy*. 2019 May 1;128:539-52.
6. Pagden M, Ngahane K, Amin MSR. Changing the colour of night on urban streets - LED vs. part-night lighting system. *Socioecon Plann Sci*. 2020 Mar 1;69.
7. Martínez-García M, Ramos-Carvajal C, Cámara Á. Consequences of the energy measures derived from the war in Ukraine on the level of prices of EU countries. *Resources Policy*. 2023 Oct 1;86.